

**MODELO RESILIENTE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO
FLUJOS DE POTENCIA BASADO EN TEORÍA DE GRAFOS**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
MODELO RESILIENTE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO
FLUJOS DE POTENCIA BASADO EN TEORÍA DE GRAFOS**

**AUTOR:
DARWIN BALTAZAR LÓPEZ VELÁSQUEZ**

**DIRECTOR:
WILSON DAVID PAVÓN VALLEJOS**

Quito, febrero 2019

Darwin Baltazar López Velásquez

MODELO RESILIENTE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERA FLUJOS DE POTENCIA BASADO EN TEORÍA DE GRAFOS

Universidad Politécnica Salesiana
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Darwin López Velásquez (Y'1987-SM'12). Realizó sus estudios secundarios en el Instituto Tecnológico Superior "SUCRE", se graduó de Bachiller Electrónico. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en modelo resiliente de redes de distribución considera flujos de potencia basado en teoría de grafos.
dlopezvel@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Wilson David Pavón Vallejos (Y'1989-M'10). Recibió el B.S. de Ingeniería Electrónica en Automatización y Control de la ESPE (Escuela Politécnica del Ejército) en Ecuador en 2014, y la Maestría en Automatización y Control en 2016 de la Universidad de Newcastle en el Reino Unido. Sus áreas de interés son la energía renovable, la eficiencia energética, las técnicas de control de convertidores de potencia e inversores, la inteligencia artificial como técnica de control. Se unió como profesor ocasional de la Universidad Politécnica Salesiana en Ecuador.
wpavon@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

**DERECHOS
RESERVADOS
©2019 Universidad
Politécnica Salesiana
QUITO-ECUADOR**

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Wilson David Pavón Vallejos declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *Modelo resiliente de redes de distribución considerando flujos de potencia basado en teoría de grafos* realizado por Darwin Baltazar López Velásquez, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., febrero 2019



Wilson David Pavón Vallejos

CI: 1719224311

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Darwin Baltazar López Velásquez, con documento de identificación N° 1721869582, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: “Modelo resiliente de redes de distribución considerando flujos de potencia basado en teoría de grafos ”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente. En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito D.M., febrero 2019



Darwin Baltazar López Velásquez

CI: 1721869582

ÍNDICE GENERAL

| | |
|---|----|
| RESUMEN..... | 1 |
| ABSTRACT | 1 |
| 1. INTRODUCCIÓN | 2 |
| 2. MARCO TEÓRICO | 3 |
| 2.1 Resiliencia..... | 4 |
| 2.2 Modelo resiliente de redes de distribución híbrida..... | 5 |
| 2.3 Árbol mínimo de expansión y optima ubicación de transformadores | 5 |
| 3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA | 7 |
| 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS | 10 |
| 5. CONCLUSIONES | 16 |
| 6. TRABAJOS FUTUROS | 17 |
| 7. REFERENCIAS..... | 17 |
| 7.1 Estado del Arte | 20 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Modelo resiliente de red de distribución. | 3 |
| Figura 2. Modelo y despliegue de una red de distribución urbano – rural..... | 10 |
| Figura 3. Despliegue de una red de distribución urbano - rural Cymdist. | 11 |
| Figura 4. Perfil de tensión de una red de distribución sin resiliencia. | 12 |
| Figura 5. Perfil de potencia aparente de la red de distribución sin resiliencia..... | 12 |
| Figura 6. Perfil de potencia aparente de la red de distribución sin resiliencia..... | 12 |
| Figura 7. Corriente de paso en el conductor de la red de distribución sin resiliencia..... | 12 |
| Figura 8. Despliegue de la red de distribución urbano - rural posterior al evento..... | 13 |
| Figura 9. Perfil de tensión de la red de distribución con resiliencia. | 14 |
| Figura 10. Perfil de potencia aparente de la red de distribución con resiliencia..... | 15 |
| Figura 11. Perfil de potencia reactiva de la red de distribución con resiliencia..... | 15 |
| Figura 12. Despliegue de la red de distribución urbano - rural posterior al evento en Cymdist. | 15 |
| Figura 13. Corriente de paso en los conductores de la red de distribución..... | 16 |
| Figura 14. Perfil de voltaje por cada nodo de la red de distribución. | 16 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Parámetros y Variables | 9 |
| Tabla 2. Algoritmo de Enrutamiento Red de Distribución Urbano Rural | 9 |
| Tabla 3. Algoritmo Para Red Resiliente | 9 |
| Tabla 4. Condiciones de Diseño de Red | 10 |
| Tabla 5. Voltaje en por Unidad de Cada Nodo Durante el Evento..... | 14 |
| Tabla 6. Potencia Aparente, Activa y Perdidas del Sistema. | 16 |
| Tabla 7. Tabla del Estado del Arte..... | 20 |

MODELO RESILIENTE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO FLUJOS DE POTENCIA BASADO EN TEORÍA DE GRAFOS

RESUMEN

El concepto resiliente de redes de distribución es un tema emergente como la solución para afrontar condiciones climáticas extremas, debido a su naturaleza estocástica y su alto grado de afectación a la estructura topológica de la red, como factores claves dentro de la estrategia de desarrollo de energía sostenible. Por lo tanto, este documento ofrece un enrutamiento y despliegue resiliente de la red de distribución, basado en un modelo matemático meta-heurístico, para el óptimo emplazamiento de los transformadores y, minimum spanning tree (MST) basado en la variante del algoritmo PRIM para encontrar el óptimo enrutamiento del sistema de distribución antes, durante y después de un evento catastrófico extremo, minimizando la distancia asociada a cada vano como función objetivo. Cabe destacar que el modelo se probó en un escenario real georreferenciado con cargas estáticas usando el sistema algebraico MATLAB. Por temas didácticos el flujo de potencia se corrió con la ayuda del software Cymdist.

Palabras Clave: Algoritmo PRIM, Flujos de potencia, Resiliencia, Teoría de grafos.

ABSTRACT

The resilience concept of distribution networks is an emerging issue such as solution against extreme weather conditions due to its stochastic nature and its high degree of affectation to the topological structure of the network such as key factor into the strategy of development of sustainable energy. Therefore, this paper offers a routing resilient and deployment of the distribution network based on some meta-heuristic optimization algorithms, approach on the optimal location of the transformers and, minimum spanning tree (MST) based on the PRIM algorithm variant has been applied to find the optimum distribution network routing before, during and after an extreme weather condition, minimizing the distance associated to each bay as an objective function. It should be noted that the model was tested in a real georeferenced scenario with static charges during the event, using algebraic system MATLAB. By didactic subjects the power flow was run with the help of the software Cymdist.

Keywords: Power flow, PRIM algorithm, Resilience, Theory of Graph.

1. INTRODUCCIÓN

Mejorar las redes de distribución y adecuarlas para que presenten el menor daño posible en condiciones fuera de lo normal, siendo estas, circunstancias severas y rápidamente cambiantes, posiblemente nunca antes experimentadas, es un reto que en los últimos años ha tenido un papel fundamental en temas de investigación, debido a la constante innovación de los sistemas eléctricos y al cambio climático, lo que conlleva a una evolución de la definición de confiabilidad con la cual los sistemas de distribución han sido tradicionalmente diseñados y operados bajo los principios tradicionales de la confiabilidad [1], [2], es decir, seguridad y adecuación, que permite a la infraestructura eléctrica lidiar con amenazas conocidas y creíbles para garantizar un continuo suministro de energía de alta calidad para los consumidores, reduciendo el número de interrupciones durante un período de tiempo prolongado [3]. Esta visión tradicional no considera las afectaciones que producen las condiciones climáticas extremas.

Es evidente que la infraestructura del sistema eléctrico también debe ser resistente a los eventos de alto impacto y de baja probabilidad, ya sean condiciones climáticas extremas o eventos catastróficos extremos, que pueden causar la incapacitación de varias partes de la red eléctrica [4], lo que puede durar un largo período, dependiendo de la magnitud del desastre. Por lo tanto, una infraestructura de energía que pueda mantener altos niveles de rendimiento en cualquier condición debe ser confiable para los cortes de energía más comunes, pero también resistente a desastres mucho menos frecuentes.

Este documento centra su atención en las redes de distribución de energía

eléctrica y en sus variantes: Redes de Distribución Aéreas y Redes de Distribución Subterráneas. Por su sensibilidad ante eventos extremos, las redes de distribución aéreas presentan un nivel de resiliencia más bajo que su homólogo redes de distribución subterráneas [5], siendo estas una alternativa apropiada para zonas urbanas en las cuales los consumidores presentan un crecimiento ordenado y su dispersión geográfica no es alta, a diferencia de las zonas rurales que presentan un alto nivel de dispersión geográfica de los consumidores, en la que generar un enrutamiento de tendido de cable se torna en extremo complejo, por esta razón las redes de distribución aéreas son más apropiadas en la toma de decisiones de diseño [6], [7].

Para tener una visión global de los sistemas de distribución, ya sean estos aéreos o subterráneos, antes, durante y después de un evento catastrófico, es pertinente el estudio de los flujos de potencia, utilizados para resolver las condiciones de funcionamiento en estado estacionario. Es una herramienta fundamental aplicada para el análisis, modelado, control, y planificación a corto y largo plazo, proporcionando información sobre los niveles de tensión y corriente de paso, ángulo de fase en cada barra del sistema, así como el comportamiento de los flujos de energía a través de las redes de distribución, con la finalidad de obtener una comprensión completa del sistema [8]. El estudio se enfoca en modelar el sistema de energía eléctrica formulando un problema de flujo de potencia tradicional (modelo AC), basado en las leyes de circuitos de Kirchhoff en redes de energía eléctrica [9], [10]. El problema se modela mediante un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales que simboliza la inyección de potencia activa y reactiva en cada nodo.



Figura 1. Modelo resiliente de red de distribución.

El presente documento, toma los temas antes mencionados y los condensa en la figura 1, donde se ilustra un posible modelo de red de distribución resiliente que mezcla ambas variantes (aérea y subterránea), en la cual, se dispone de dos zonas de despliegue de red de distribución, una zona urbana y una zona rural, debidamente identificadas. Se puede identificar que para la zona urbana el enrutamiento del cable se lo realiza a través de una red subterránea, por la facilidad de terreno y las cortas distancias que existen entre cada usuario, dando un nivel de robustez alto y garantizando el nivel de confiabilidad en condiciones normales, sin embargo, para la zona rural el enrutamiento es muy distinto, debido a la topología del terreno y las variaciones poblacionales entre asentamientos rurales con relación a la distancia geográfica que existe entre estos, es por esta razón que el tipo de infraestructura usada, en dicho caso, se refiere a postes o torres de distribución capaz de resistir las condiciones climáticas más extremas, por lo tanto, ante tal evento, el modelo de red

de distribución está dotado de una red resiliente capaz de absorber y mitigar los efectos causados por el evento climático extremo disminuyendo la cantidad de energía no suministrada y aumentando la confiabilidad del sistema.

A partir de ahora, el documento se divide en las siguientes secciones: sección II; Marco teórico: Resiliencia en las redes de distribución, en la que se toma en consideración la estructura de la cual está compuesto las redes de distribución considerando el concepto de resiliencia ante eventos extremos, sección III, planteamiento del problema y modelo matemático globalizados, sección IV, análisis de resultados obtenidos con el modelo resiliente de la red de distribución considerando flujos de potencia basados en teoría de grafos y por último en la sección V, se detalla las conclusiones a las que hemos llegado con el presente trabajo.

2. MARCO TEÓRICO

Las interrupciones de energía en largos periodos de tiempo, provocan afectaciones en las actividades económicas de la

sociedad [11], por su alto nivel de dependencia energética. Esto se evidencia por varias catástrofes que ocurrieron en la última década. Por ejemplo, los estados del noreste de EE. UU. fueron golpeados por el huracán Sandy en 2012, que destruyó más de 100,000 cables eléctricos primarios; además, varios transformadores de subestaciones explotaron y se inundaron numerosas subestaciones. Esto llevó a la desconexión de aproximadamente 7 millones de personas. Durante el verano de 2010–2011, el segundo estado más grande de Australia, Queensland, se vio afectado por inundaciones generalizadas que causaron daños significativos en seis subestaciones de zona y numerosos postes de distribución, transformadores y cables aéreos. Aproximadamente 150,000 clientes experimentaron interrupciones en el suministro eléctrico. En 2008, China se vio afectada por una severa tormenta de hielo, que provocó el fallo de 2.000 subestaciones y el colapso de 8.500 torres de transmisión, que provocaron interrupciones en el suministro eléctrico en 13 provincias y 170 ciudades [12]. En Inglaterra y Gales, hay alrededor de diez eventos de pérdida de suministro por año debido a eventos en la red de transmisión, de los cuales aproximadamente la mitad se atribuyen a eventos climáticos [13]. Por mencionar algunos ejemplos del efecto de las condiciones climáticas de alto impacto y baja probabilidad. A pesar de su baja probabilidad, los eventos climáticos severos tienen consecuencias dramática debido a que las redes de distribución eléctrica son, por definición, sistemas de sistemas, y al afectar la operación y confiabilidad de algunos componentes (principalmente los exteriores, por ejemplo torres y líneas aéreas, postes), pueden causar efectos en cascada en toda la infraestructura [14]–[16].

En este sentido, la resiliencia es un concepto emergente que se centra en la capacidad de anticiparse, absorber y recuperarse rápidamente de un evento externo, de alto impacto y de baja probabilidad. El concepto de resiliencia ha sido introducido por la Oficina de las Naciones Unidas para la Reducción del Riesgo de Desastres (UNISDR) como: La capacidad de un sistema, comunidad o sociedad expuesta a peligros para resistir, absorber, acomodarse y recuperarse de los efectos de un peligro en un tiempo y de manera eficiente, incluso a través de la preservación y restauración de sus estructuras y funciones básicas esenciales [17]. Llevando dicho concepto al área de los sistemas eléctricos de potencia; la resiliencia sirve para describir la capacidad de recuperación del sistema antes y después de un evento perturbador, y su efectividad dependerá de la anticipación, adaptación, flexibilidad y su eficaz recuperación posterior a un evento perturbador.

2.1 Resiliencia

La resiliencia a corto plazo de un sistema de distribución cambia durante un evento perturbador, dependiendo de su flexibilidad para hacer frente de manera eficaz y de forma rápida o gradual durante el evento. Los autores [18], [19] discuten los posibles estados del sistema de distribución basados en márgenes de seguridad y redundancia de la red. La transición entre cada estado va ligada a la gravedad del evento y los planes de mantenimiento preventivo y correctivo que se le dé a la red.

Durante el estado normal, los niveles de resistencia son altos, ya que cumple con las restricciones operativas y técnicas del sistema cuando este está operando; debido a esto la robustez o resistencia del sistema es la adecuada para hacer frente a una interrupción eléctrica repentina y creíble

[20], [21]. Sin embargo, cuando el sistema entra en alerta, la robustez del sistema baja y los márgenes de seguridad tienden a valores inadecuados para el sistema; durante este estado los operadores del sistema, aplican acciones de control preventivo para que el sistema vuelva al estado normal, si durante este tiempo se produce una perturbación, el sistema entra en emergencia o en estado extremo dependiendo de la gravedad de la perturbación, por ejemplo, los eventos climáticos extremos pueden llegar a ocasionar la interrupción simultánea de varios componentes de la red lo que obliga al sistema a cambiar de estado de alerta a extremo, reduciendo la resistencia del sistema ya que es menos resistente a nuevas interrupciones [22].

Un Modelo resiliente, gracias a su flexibilidad conceptual, puede enfocar varias propuestas que pueden ayudar a los administradores de infraestructura y planificadores urbanos a predecir la capacidad de recuperación del sistema bajo varios regímenes de perturbación estocástica e identificar estrategias efectivas para mejorar la situación general [23].

2.2 Modelo resiliente de redes de distribución híbrida

En la literatura el modelo y diseño de redes de distribución recae en costos de operación y costos de implementación del proyecto, considerando localización geográfica y topología del terreno para desplegar el tipo de red adecuada para el entorno, de hecho, las redes de distribución diseñadas de forma radial presentan numerosas ventajas en su implementación, ya que tienen un único camino entre la subestación y el consumidor, niveles de corriente de corto circuito bajos y equipos de protección y conmutación más sencillos[24].

El índice de resiliencia que [11] fórmula para redes de distribución urbanas, está enfocado a una optimización estocástica de dos etapas mediante un algoritmo genético que mejora la capacidad de recuperación limitada a un presupuesto predeterminado y maximizando el bienestar social disminuyendo la energía no suministrada.

Para solventar la solución de resiliencia multivariante de las redes de distribución rurales de manera integral, predecir la resiliencia del sistema bajo varios regímenes de perturbación estocástica e identificar estrategias efectivas para mejorar la resiliencia general del sistema [23]. Usa los avances estadísticos de las máquinas para caracterizar la inoperatividad multivariable de un sistema de distribución de energía eléctrica como una función no lineal de la topología del sistema.

Amraee y Saberi, utilizan un modelo entero mixto que resuelve mediante la descomposición de Benders en la que se propone dos algoritmos de flujo de carga de C.C artificial para modelar las restricciones de agrupación y conectividad. Una propuesta de mayor visión; es una división controlada antes de que ocurra una transición crítica en un sistema de energía interconectado, que divide el sistema de energía en subsistemas, colocando a cada grupo de consumidores en islas individuales, considerando restricciones de capacidad de carga, límite de estabilidad de frecuencia [25].

2.3 Árbol mínimo de expansión y optima ubicación de transformadores

El árbol mínimo de expansión es clasificado como base en líneas de algoritmos, MST por sus siglas en ingles que significan Minimum Spanning Tree;

estos son muy usados debido a su facilidad de encontrar el camino más corto dentro de un conjunto de nodos de un grafo, formando subgrafos de las líneas que forman el árbol mínimo de expansión, incluyendo todos los nodos de la red de tal manera que minimiza el peso total de todas las líneas en el árbol [26], su existencia está ligada a que el número de enlaces E es igual a número de vértices V menos uno. El árbol de expansión del gráfico G no es único y la suma de peso del árbol se llama árbol de expansión mínimo. Por lo tanto, el algoritmo de árbol mínimo de expansión es importante en la teoría de grafos [27] único e irrepetible.

Para determinar la ruta mínima entre cada vértice V y de esta manera encontrar el enlace E del grafo G , los MST se enfocan en dos tipos de agrupaciones: agrupación de nodos y agrupación de líneas, la solución a estos dos tipos de problemas se basa en establecer un esquema de árbol con una longitud mínima de la red investigada; este esquema corresponde al grafo parcial determinado según el algoritmo PRIM [28], con el aporte de este algoritmo hemos logrado determinar la ruta óptima para el despliegue de la red de distribución presentada en el presente documento. Además del algoritmo PRIM, también es necesario destacar la participación del algoritmo de Dijkstra, por su versatilidad de encontrar la ruta más corta entre nodos próximos al nodo de enlace, usando como base la matriz de conectividad o matriz adyacente, basados en su teoría de óptimo local para encontrar un óptimo global [29].

Estos algoritmos son muy utilizados en la planeación de La red de distribución por su facilidad de enrutamiento, sin embargo, la red puede contener vértices distintos de los terminales, a estos vértices extra se los conoce como puntos de Steiner. La ubicación óptima de los puntos Steiner en el plano euclidiano significa que

estos problemas son lineales y se pueden ubicar en el plano geométrico [30], [31]. La creación de estos puntos adicionales da como resultado un nuevo árbol de Steiner, que reduce la distancia entre los puntos existentes, minimizando el tiempo de cómputo y optimizando el algoritmo. Su resolución se puede llevar a cabo de dos maneras dependiendo del problema planteado. Usando heurística determinista que se basa en la distancia más larga o procesos aleatorios evolutivos que basan sus análisis en una planificación jerárquica analizando la topología de red [32], [33].

Con el enrutamiento de la red de distribución desplegada, es imperativo considerar la óptima ubicación de los transformadores de distribución, considerando que tanto la zona urbana y la zona rural pertenecen al mismo estrato de consumo de electricidad, todos los usuarios son candidatos para su conexión con el transformador tomando como restricciones su capacidad de carga y su rango de cobertura sin exceder las pérdidas técnicas, ni sobrecargando su máximo de capacidad; por temas de diseño se considera un máximo de capacidad del 90 por ciento de su capacidad nominal; extraído de la norma INEN 2 121:2014. Debido a la complejidad de estos problemas, a menudo se resuelven mediante métodos heurísticos como los algoritmos genéticos, la optimización de colonias de hormigas, optimización de enjambres de partículas [34]–[37]. En particular el algoritmo de agrupación, que también se conoce como aprendizaje no supervisado, divide los datos en grupos con características similares. El algoritmo k-means utiliza la distancia euclidiana para encontrar similitudes entre los datos. Sin embargo, una de sus desventajas es que los resultados son sensibles a la condición inicial, por esta razón se requiere probar varias condiciones iniciales para encontrar la mejor solución. Debido a que se conoce

la localización georreferenciada de cada consumidor, se puede implementar fácilmente este algoritmo para encontrar la ubicación óptima de cada transformador, con la variante en la elección del centroide, que está restringido por condiciones técnicas de caída de voltaje.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Al modelar una red de distribución nueva, se debe determinar el costo mínimo de instalación, que para el caso en particular viene asociado a la distancia recorrida de los alimentadores, desde la subestación hasta cada uno de los consumidores, cumpliendo con restricciones de capacidad, óptimo enrutamiento y caída de tensión. La problemática asociada con el modelo a resolver se fundamenta en un modelo matemático el cual tiene de bases, métodos meta-heurísticos que minimizan los costos de implementación de los recursos en un escenario georreferenciado.

El planteamiento del problema se focaliza en maximizar el flujo de potencia, ubicando transformadores de MV/LV acordes con la topología del área de concesión y zona de emplazamiento, con el fin de minimizar las pérdidas técnicas del sistema, garantizando niveles de voltaje en por unidad de cada nodo dentro de los niveles aceptados que respeten la normativa de la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi S.A. (ELEPCO S.A.). En la ecuación (1) calculamos la caída de voltaje del sistema, por índices de confiabilidad la red de media y baja tensión no debe superar el 3% y 2.5% de caída de tensión respectivamente.

$$\% \Delta V = \left[\frac{S}{V_{mon}^2 \sqrt{3}} \right] l (R \cos \phi + X \sin \phi) 100 \quad (1)$$

Donde:

S , demanda del sistema en MVA.

V_{mon}^2 , voltaje nominal del sistema en kV.

l , longitud total entre la subestación y el consumidor en el punto más lejano de la red de distribución en km.

R , resistencia del conductor en Ω/km

X , reactancia del conductor en Ω/km

$\cos \phi$, factor de potencia activa

$\sin \phi$, factor de potencia reactiva

El modelo resiliente de red de distribución eléctrica urbana considera un sistema de distribución subterráneo reduciendo el periodo de mantenimiento de la red y protegiendo los conductores ante un evento catastrófico, el despliegue de la ubicación real y planificada de los transformadores de media tensión está determinada por los puntos de carga y su posición georreferenciada, minimizando los costos de inversión, de tal manera que cada transformador abarque el mayor número de consumidores, respetando los límites de carga, para el caso en particular la potencia de diseño de los transformadores para la zona rural y urbana se considera la demanda máxima diversificada, la cual está asociada al número de consumidores que se conecten simultáneamente al transformador, en este estudio el número máximo de usuarios conectados al transformador es de 13 consumidores, que toma los valores de 38.73 kW para consumidores de tipo A y 16.63 kW para consumidores de tipo E de acuerdo con las normativas de la ELEPCO S.A., favoreciendo al uso máximo de la red y minimizando la necesidad de nuevas líneas.

Para la resolución del problema se crea un grafo con todas la conexiones posibles y razonables entre transformadores, el grafo está representado por una matriz que tiene como elementos los costos asociados con los enlaces establecidos.

Para el modelo Resiliente de redes de distribución eléctrica rurales se consideró un sistema de distribución aéreo y, además

de las condiciones requeridas en el párrafo anterior, se tomó en consideración la caída de tensión entre nodo de conexión, posterior a la optimización, garantizando el despliegue óptimo de la red híbrida propuesta por el escenario.

Las siguientes expresiones matemáticas expresan el árbol mínimo de expansión MST, modelo matemático usado para llegar a la solución del problema planteado. La función objetivo, ecuación (2), denota la formulación matemática para optimizar el enrutamiento de la red de distribución eléctrica aérea y subterránea, en la cual se considera el costo asociado con la distancia existente entre nodos y la distancia calculada entre el nodo i y el nodo j .

$$\text{Min} \sum_{ij \in E} C_{ij} X_{ij} \quad (2)$$

Donde:

C_{ij} , es el costo asociado a la distancia de enrutamiento entre los nodos i, j de la red de distribución.

X_{ij} , distancia de enlace entre los nodos i, j .

n , número total de nodos.

Para llegar a una solución viable, el modelo matemático se somete a restricciones que garantizan la radialidad de la red, evitando los lazos redundantes en el sistema, como se expone en la ecuación (3).

$$\sum_{ij \in E} x_{ij} = n - 1 \quad (3)$$

Donde:

x_{ij} , representa el número total de enlaces existentes.

n , número total de nodos.

La ecuación (4) contempla la obtención de la conexión radial de todos los nodos con el menor costo posible sin la formación de lazos redundantes.

La ecuación (5), es una variable binaria, 1 si es factible la ruta entre los nodos i, j de la línea, 0 caso contrario, que

define el enrutamiento de la red de media tensión.

$$\sum_{ij \in E: i \in S, j \in S} x_{ij} \leq |S| - 1 \quad \forall S \subseteq V \quad (4)$$

$$x_{ij} \in \{0, 1\} \quad \forall ij \in E \quad (5)$$

Donde:

S , Representa el total de transformadores conectados al sistema de forma óptima.

Una vez realizado el despliegue de la red bajo el modelo matemático planteado, procedemos a determinar la resiliencia de la red ante un evento catastrófico, ante lo cual se ha decidido una desconexión del alimentador que conecta la subestación con el nodo 23, simulando una pérdida de conexión debido a una inundación de la zona cercana a la subestación, el modelo se reconfigura con los nodos existentes, formando un nuevo grafo que contiene los enlaces entre los nodos que presentan un nivel de voltaje bajo o nulo y los nodos con voltaje nominal.

La ecuación (6) verifica el voltaje línea-línea mínimo requerido por el sistema, debido a que durante el evento cada nodo j aún tiene una demanda asociada a cada nodo i .

$$V_{low} \leq (V_i)_{eve} \leq V_{nom} \quad (6)$$

Donde:

V_{low} , Voltaje línea-líneas mínimo kV.

En la tabla 1 se puede observar los parámetros y variables usadas en los algoritmos para el modelo resiliente de redes de distribución eléctrica.

En la tabla 2 podemos observar el algoritmo usado en el documento para llegar a una solución óptima y flexible en el despliegue de la red de distribución eléctrica.

Adicional al algoritmo de la tabla 2 se considera la construcción de un algoritmo adicional, para determinar la resiliencia de la red de distribución, el cual se expone en la tabla 3.

| Tabla 1. Parámetros y Variables | |
|--|---|
| Nomenclatura | Descripción |
| XY | Punto o puntos de coordenadas de latitud y longitud |
| i, j | Variables de búsqueda punto a punto |
| XY_s | Ubicación del cliente residencial |
| XY_{np} | Punto de la calle más cercano a un cliente |
| XY_{be} | ubicación de la subestación |
| XY_{tr} | Intersección o ubicación de sitios candidatos |
| XY_{st} | MV a ubicación final del transformador LV |
| N | Puntos de miembro de L intersecciones |
| M | Número de clientes residenciales |
| S | Número de transformadores LV |
| $demN_N$ | Número de subestaciones |
| $demM_M$ | Demanda individual del cliente |
| G | Demanda individual del transformador LV |
| $dist$ | Matriz de conectividad PxP |
| $dist_N$ | Matriz de distancia PxP |
| Cap | La distancia desde el cliente N al transformador correspondiente |
| R | Restricción de capacidad de número para todos los transformadores de LV |
| $Path$ | Restricción de distancia (m) para todas las conexiones de LV |
| $Pred$ | Ruta de conectividad de red |
| $costMV$ | Costo asociado del enlace al cliente final |
| PV_s | PV cantidad en la red |
| PVC | PV Ubicación de centros |
| PVP | Asignación de energía PV |
| C | Conectividad total del cliente en porcentaje |
| $CostMV$ | Costo total de la distancia (m) de la red de LV diseñada |
| $CostLV_M$ | Distancia (m) costo de M transformador |
| $CostLV$ | Costo total de la distancia (m) de la red de baja tensión diseñada |
| $Comp_E$ | Costo computacional (seg) para cada experimento |
| i, j, k | variables de contador para los bucles de control |
| $flag, z$ | variables temporales |
| V_{low} | Voltaje mínimo línea-línea, kV |

Tabla 2. Algoritmo de Enrutamiento Red de Distribución Urbano Rural

| Algoritmo 1. Enrutamiento optimo red LV | |
|--|--|
| 1 | <i>Inicia proceso</i> |
| 2 | Paso 1: Variables |
| 3 | XY_s, XY_{st}, XY_{tr} |
| 4 | Paso 3: calculando la distancia del cliente a la calle |
| 5 | <i>for</i> $i:1 \rightarrow length(XY_s)$ <i>do</i> |
| 6 | $dist_{ij} \leftarrow haversine[XY_s(i)YX_{st}]$ |
| 7 | $z(i) \leftarrow \min(dist_{ij})$ |
| 8 | <i>end for</i> |
| 9 | $XY_{np} \leftarrow XY_{st}(z)$ |
| 10 | $CLV_{ij} \leftarrow dist_{ij}(z)$ |
| 11 | Paso 4: calculando la distancia del cliente a la calle |
| 12 | <i>for</i> $i:1 \rightarrow length(XY_{np})$ <i>do</i> |
| 13 | $dist_{ij} \leftarrow haversine[XY_{np}(i)YX_{tr}]$ |
| 14 | $z(i) \leftarrow \min(dist_{ij})$ |
| 15 | <i>end for</i> |
| 16 | $CLV_{ij} \leftarrow CLV_{ij} + dist_{ij}(z)$ |
| 17 | Paso 5: ruta optima de la red LV |
| 18 | $G(CLV_{ij} \leq R) \leftarrow 1$ |
| 19 | $XLV_{ij} \leftarrow Prim(sparce(G))$ |
| 20 | <i>Fin proceso</i> |

Tabla 3. Algoritmo Para Red Resiliente

| Algoritmo 2. Resiliencia red MV | |
|--|--|
| 1 | <i>Inicia proceso</i> |
| 2 | Paso 1: Extrae matriz enlaces existentes |
| 3 | $V_{low}, XY_{st}, XY_{tr}$ |
| 4 | <i>for</i> $i:1 \rightarrow length(XY_{st})$ <i>do</i> |
| 5 | $dist_{ij} \leftarrow haversine[XY_{st}(i)YX_{tr}]$ |
| 6 | $z(i) \leftarrow \min(dist_{ij})$ |
| 7 | <i>end for</i> |
| 8 | Paso 2: seleccionar el nodo con la mejor posibilidad de conexión |
| 9 | $(V_{low})(h_{ij, eve}) \leq 0$ |
| 10 | Paso 3: ruta optima de resiliencia |
| 11 | $G(CLV_{ij} \leq R) \leftarrow 1$ |
| 12 | $XLV_{ij} \leftarrow Prim(sparce(G))$ |
| 13 | $Y_{ij, eve} = 1$ |
| 14 | $X_{ij} = n - 1$ |
| 15 | <i>Fin proceso</i> |

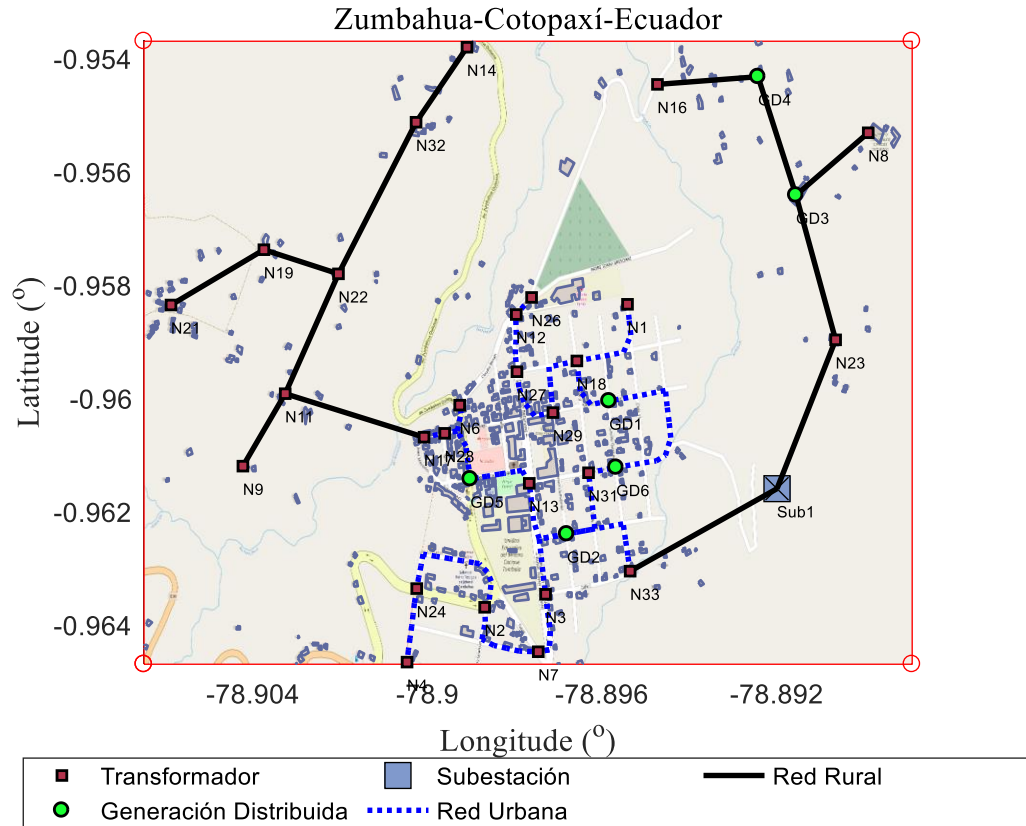


Figura 2. Modelo y despliegue de una red de distribución urbano – rural.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para el análisis de resultados se ha tomado una ciudad de la provincia de Cotopaxi. Como consideraciones para diseño de la red de distribución eléctrica resiliente, se enfocó en la máxima cobertura de los consumidores, desplegando una red de distribución subterránea en la zona urbana del mapa, y red de distribución aérea para la zona rural.

En la tabla 4 se detalla el número de usuarios, número de transformadores por zona de concesión, nivel de voltaje de la red de distribución, y demanda máxima unificada por cada tipo de zona previo al análisis resiliente de la red.

Tabla 4. Condiciones de Diseño de Red

| Valores | Variables |
|---------|---|
| 33 | Cantidad total de transformadores |
| 21 | Cantidad de transformadores zona urbana |
| 12 | Cantidad de transformadores zona rural |
| 433 | Número de usuarios totales |
| 0.95 | Factor de potencia |
| 5.61 kW | Demanda máxima unitaria zona urbana |
| 2.61 kW | Demanda máxima unitaria zona rural |
| 22.8 kV | Nivel de voltaje media tensión |
| 0.22 kV | Nivel de voltaje baja tensión |

A continuación en la figura 2, se presenta el despliegue de una red de distribución Urbano, Rural georreferenciada bajo el modelo de optimización de recursos, ya que, debido a la topología del mapa georreferenciado nos fue posible mezclar tanto una red de distribución subterránea en la parte Urbana del mapa, como una red de distribución aérea en la parte rural del mapa, con una

población de 433 usuarios, conectados a 33 transformadores de forma óptima, con la aplicación del algoritmo contenido en el presente documento, cabe destacar que cada transformador alimenta a 13 usuarios con una carga instalada de 5.61 kW en la zona urbana y de 3.21 kW en la zona rural acorde con la normativa de diseño de redes de distribución de la ELEPCO S.A., el despliegue de la red de distribución se construyó mediante el árbol mínimo de exposición (MST), el cual permitió al modelo optimizar el enrutamiento del sistema de distribución, reduciendo la distancia recorrida del conductor, dando cumplimiento de los objetivos plateados.

Cabe destacar que dentro del modelo de red de distribución se consideró la ubicación aleatoria de generación distribuida (GD) como aporte a la red de distribución en forma de paneles fotovoltaicos, los nodos en los cuales se ha instalado GD son los nodos 5, 10, 15, 20, 25, 30, con una potencia de 35 kW,

respectivamente, ubicados en los tejados y terrazas de los usuarios para consumo propio y aporte a la red frente un evento catastrófico.

Los algoritmos han sido implementados en el sistema algebraico computacional MATLAB obtenido las condiciones iniciales y el despliegue de la red de distribución urbano-rural optimizando el enrutamiento del cable y con la ayuda del Software Cymdist V5.01 se realizó el análisis de flujo de potencia de la red de distribución eléctrica, como se observa en la figura 3, considerando la ubicación de los transformadores y el enrutamiento de las líneas de distribución obtenidas en MATLAB. Debido a la flexibilidad que presenta Cymdist en el manejo de archivos .dxf (AutoCAD) podemos obtener distancias reales en el despliegue de la red de distribución.

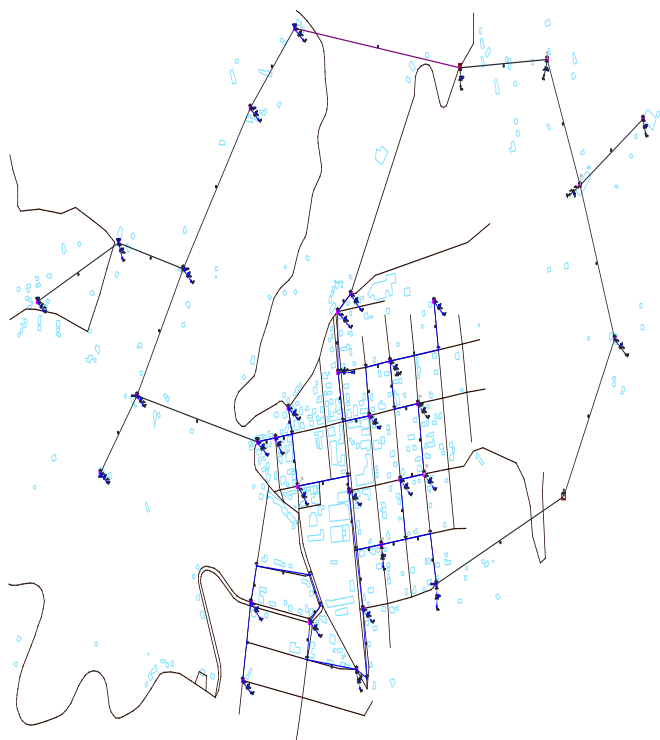


Figura 3. Despliegue de una red de distribución urbano - rural Cymdist.

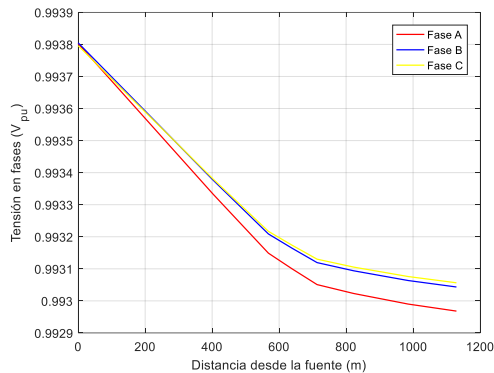


Figura 4. Perfil de tensión de una red de distribución sin resiliencia.

En la figura 4, se observa el perfil de tensión de la red de distribución urbano-rural, la cual representa la caída de voltaje del sistema existente entre fases en relación a la distancia de la fuente, en el eje de las abscisas se representa la distancia en metros que existe entre la subestación y el nodo más alejado del sistema, en el eje de las ordenadas se gráfica el nivel de voltaje en por unidad del sistema, la caída de tensión en la gráfica no varía significativamente debido a que las cargas consideradas en el modelo son estáticas y el nivel de voltaje de la red de 22,8 kV.

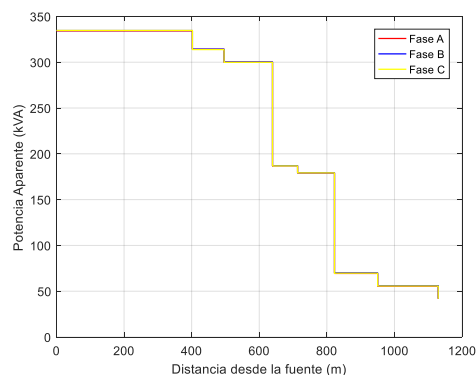


Figura 5. Perfil de potencia aparente de la red de distribución sin resiliencia.

En la figura 5, apreciamos el perfil de potencia aparente presente en cada fase a lo largo de todo el recorrido del sistema, debido a que el sistema está compuesto por una Zona Urbana y una periférica Rural es común observar la pérdida de potencia en los puntos más alejado de la subestación.

Esta gráfica es de importancia a la hora de elegir la capacidad de cada transformador y considerar la expansión de la red de distribución eléctrica.

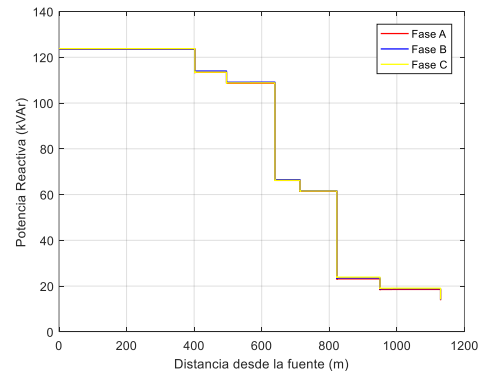


Figura 6. Perfil de potencia aparente de la red de distribución sin resiliencia.

En el eje de las abscisas se representa la distancia en metro y en el eje de la ordenada la potencia aparente en kVA demandada por el sistema, apreciando bruscas pérdidas de potencia a partir de los 640 metro la potencia aparente de paso cae de 334 kVA a 186,9 kVA, esto se debe a la presencia de tramos distantes en la red y la combinación de consumidores urbanos y rurales.

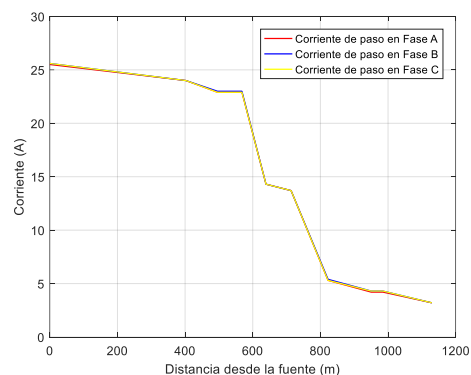


Figura 7. Corriente de paso en el conductor de la red de distribución sin resiliencia.

En la figura 6 en la cual se aprecia el perfil de la potencia reactiva del sistema, al igual que en la figura anterior la potencia reactiva medida en kVar representa la influencia de la distancia en el flujo de potencia, a mayor distancia mayor caída de

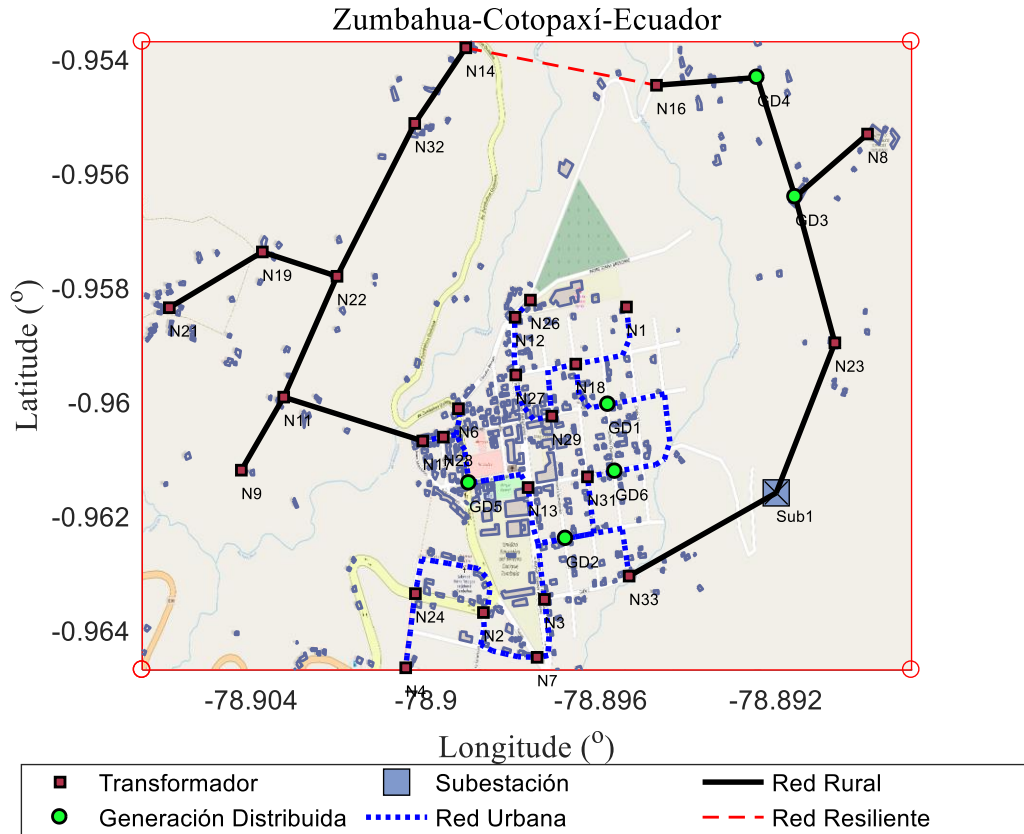


Figura 8. Despliegue de la red de distribución urbano - rural posterior al evento.

potencia, considerando valores reales de distancia entre cada nodo, consumidor por cada zona y topología del terreno.

Por su flexibilidad el Software Cymdist nos facilita visualizar los flujos de corriente de paso presentados en el sistema, en la figura 7, en la que se aprecia la corriente máxima y mínima de paso del sistema, corriente que fluye a través de los conductores hacia cada uno de los usuarios desplegados en el mapa georreferenciado, esta figura en especial, ya que, nos permite determinar la corriente máxima requerida por el sistema, valor necesario para determinar el calibre exacto del conductor del cual está constituido la red.

El modelo resiliente de red de distribución eléctrica se aplica a una red desplegada, debido a la consideración del perfil de voltaje existente en la red. En el análisis resiliente de la red de distribución

no solo se piensa en el perfil de tensión del nodo candidato, también se asigna un peso a la menor distancia de conexión. De tal manera que el sistema se vuelve a desplegar con los nodos que no han sido afectados por el evento catastrófico y con los nodos afectados, generando un único enlace de conexión. En la tabla 5 se expone los voltajes en por unidad de cada nodo antes del evento y después del evento. La resiliencia de la red se la realiza bajo la misma función objetivo del planteamiento del problema, ya que se considera un problema de óptimo enrutamiento de la línea resiliente como se observa de la figura 8. Una vez analizado el perfil de voltaje en el nodo más alejado del sistema y por condiciones topográficas del mapa, se determinó la interconexión entre el nodo 14 y el nodo 16 como media

resiliente del sistema en caso de la existencia de un evento climático extremo.

Como se aprecia en la figura 8, de existir tal eventualidad, dejaría sin conexión al nodo 23, dejando sin servicio a los usuarios del tramo comprendido entre el nodo 23 hasta el nodo 16. Cabe destacar que el modelo de subestación presentada en este documento es un nodo infinito representativo de la red existente. El perfil de voltaje del nuevo sistema de distribución que se observa en la figura 9, se extiende en distancia con relación a la fuente por la reconfiguración del sistema de distribución por la presencia de la línea resiliente que conecta el nodo 14 con el nodo 16, el nodo 23 ahora el punto más alejado de la red se ubica a una distancia de 1266 m y su nivel de tensión es de 22,8 kV.

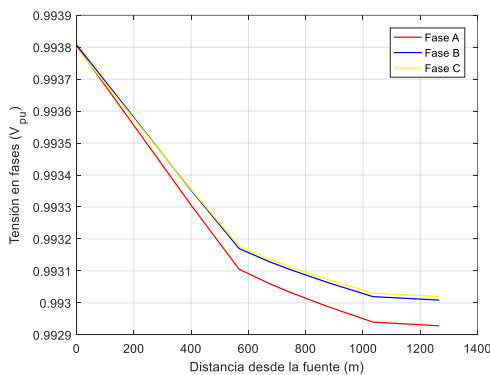


Figura 9. Perfil de tensión de la red de distribución con resiliencia.

Con el aumento de carga en uno de los tramos del sistema y la adición de una línea resiliente, que garantiza el continuo abastecimiento de energía a todos los usuarios del escenario, podemos observar que los niveles de potencia aparente disminuyen a los 678 metro de la fuente, y cae de 320 kVA a 113 kVA, como se ve en la figura 10. Debido a que la red de distribución se abastece por un único alimentador desde la subestación hacia el usuario final ubicado en el punto más alejado de la red, que en este caso es el

nodo 23 como se contempla en la figura 12.

Tabla 5. Voltaje en por Unidad de Cada Nodo Durante el Evento.

| Nodo | Estado normal V(pu) | Estado emergente V(pu) | Estado extremo V(pu) |
|------------|------------------------|---------------------------|-------------------------|
| N1 | 0,993026 | 0,993504 | 0,992987 |
| N2 | 0,993013 | 0,993491 | 0,992961 |
| N3 | 0,993075 | 0,993553 | 0,993022 |
| N4 | 0,992974 | 0,993452 | 0,992921 |
| N5 | 0,993083 | 0,993561 | 0,993039 |
| N6 | 0,992969 | 0,993447 | 0,992890 |
| N7 | 0,993044 | 0,993522 | 0,992991 |
| N8 | 0,993754 | 0,000000 | 0,992596 |
| N9 | 0,992890 | 0,993368 | 0,992772 |
| N10 | 0,993145 | 0,993623 | 0,993101 |
| N11 | 0,992895 | 0,993373 | 0,992776 |
| N12 | 0,992974 | 0,993452 | 0,992930 |
| N13 | 0,993057 | 0,993535 | 0,993000 |
| N14 | 0,992846 | 0,993325 | 0,992667 |
| N15 | 0,993759 | 0,000000 | 0,992605 |
| N16 | 0,993746 | 0,000000 | 0,992632 |
| N17 | 0,992952 | 0,993430 | 0,992860 |
| N18 | 0,993039 | 0,993518 | 0,992996 |
| N19 | 0,992855 | 0,993333 | 0,992719 |
| N20 | 0,993754 | 0,000000 | 0,992614 |
| N21 | 0,992851 | 0,993329 | 0,992715 |
| N22 | 0,992864 | 0,993342 | 0,992728 |
| N23 | 0,993776 | 0,000000 | 0,992596 |
| N24 | 0,992982 | 0,993461 | 0,992930 |
| N25 | 0,993000 | 0,993478 | 0,992930 |
| N26 | 0,992969 | 0,993447 | 0,992930 |
| N27 | 0,992982 | 0,993461 | 0,992943 |
| N28 | 0,992961 | 0,993439 | 0,992877 |
| N29 | 0,993009 | 0,993487 | 0,992965 |
| N30 | 0,993123 | 0,993601 | 0,993083 |
| N31 | 0,993149 | 0,993627 | 0,993105 |
| N32 | 0,992851 | 0,993329 | 0,992684 |
| N33 | 0,993364 | 0,993842 | 0,993333 |

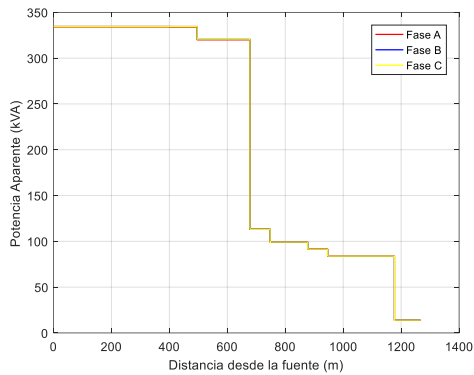


Figura 10. Perfil de potencia aparente de la red de distribución con resiliencia.

Durante el evento el sistema cambia de estado rápidamente, pasando de normal a emergente y extremo sucesivamente; para garantizar el continuo abastecimiento de suministro de energía, en la tabla 5 se despliega los valores del voltaje en por unidad de cada nodo, debido a que la red de distribución desplegada se alimenta por dos alimentadores individuales, el alimentador que energiza los nodos 23, 15,

8, 20, 16 presenta el mejor perfil de voltaje.

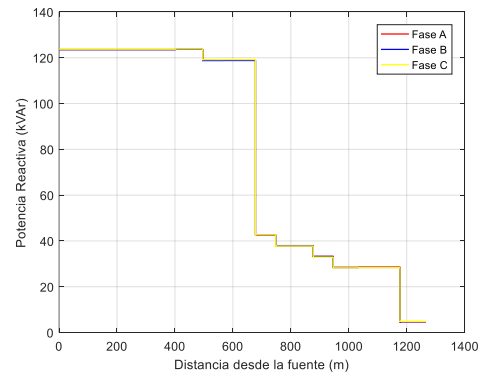


Figura 11. Perfil de potencia reactiva de la red de distribución con resiliencia.

De la misma manera se puede apreciar en la figura 11 los cambios en el comportamiento de la potencia reactiva en la red de distribución, que a mayor distancia de la fuente presenta una caída de potencial en el punto más lejano de la red, características que sirven de criterio a la hora de diseñar la red de distribución, tales valores de diseño se los contempla en la

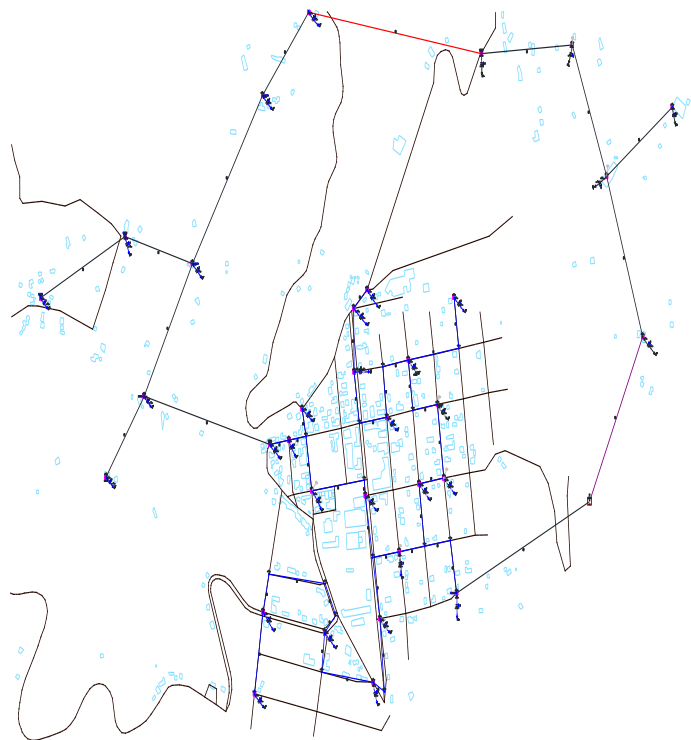


Figura 12. Despliegue de la red de distribución urbano - rural posterior al evento en Cymdist.

tabla 6, en la que se pone a consideración los valores de la carga tanto rural como urbana visto desde la subestación, para el posterior análisis de las pérdidas del sistema, debido a que la red resiliente es temporal estos valores no afectan al diseño del sistema.

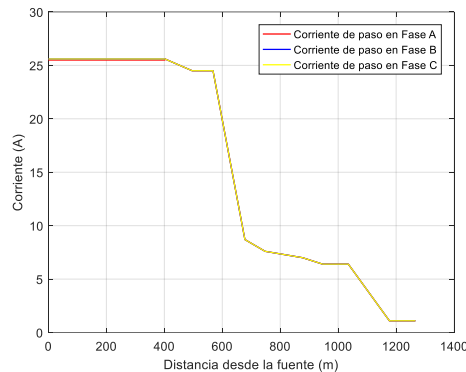


Figura 13. Corriente de paso en los conductores de la red de distribución.

Como punto final se realiza un análisis comparativo del perfil de voltaje existente en cada nodo antes y después del evento catastrófico, con la finalidad de garantizar la eficiente resiliencia de la red de distribución eléctrica, reduciendo el porcentaje de energía no suministrada durante el evento y el continuo suministro de energía, de tal manera que cada usuario no se vea afectado con cortes de energía en largos periodos de tiempo.

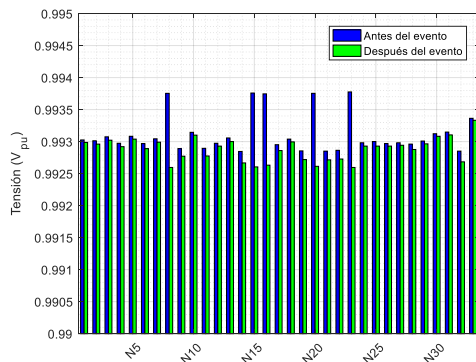


Figura 14. Perfil de voltaje por cada nodo de la red de distribución.

El tramo que comprende los nodos 23, 15, 8, 20, 16, antes del evento presenta voltajes superiores al resto de los nodos

como se aprecia en la figura 14, debido a su cercanía con la subestación y la existencia de un alimentador individual que suministra energía a estos nodos; posterior al evento catastrófico el perfil de voltaje de dichos nodos presenta una reducción del 0.00116 % respecto a la condición normal del sistema, demostrando la eficiencia y robustez del modelo planteado en el presente trabajo.

Tabla 6. Potencia Aparente, Activa y Perdidas del Sistema.

| | Carga total | | Pérdidas totales | |
|------------------|-------------|--------|------------------|-------|
| | kVA | kW | kVA | kW |
| Estado normal | 1003,41 | 932,31 | 46,81 | 17,03 |
| Estado emergente | 942,27 | 878,64 | 43,58 | 15,61 |
| Estado extremo | 1003,43 | 932,4 | 46,96 | 17,13 |

5. CONCLUSIONES

El modelo implementa los costos del sistema mejorando la eficiencia del sistema y robustez de la red de distribución tomando en cuenta las variables de decisión para el despliegue de la red de distribución urbano y rural. Además, el modelo desarrollado permite la inclusión de restricciones explícitas de radialidad y caída de voltaje en su planteamiento, con líneas individuales cargadas uniformemente.

Los resultados han demostrado que el modelo resiliente de red de distribución además de optimizar los costos de implantación, también refuerza el sistema mediante la línea resiliente, garantizando el suministro de energía reduciendo el nivel de energía no suministrada y su pronta respuesta de recuperación posterior a un evento extremo.

El porcentaje de usuarios afectados por el evento catastrófico es del 6,09%, aunque sea un porcentaje pequeño en relación al total del sistema, representa una

gran afectación para la red de distribución aguas arriba.

La conceptualización de resiliencia aplicada en este documento optimiza por un lado la distancia de conexión de la línea resiliente y a la vez optimiza el flujo de potencia posterior al evento.

El porcentaje de pérdidas técnicas del sistema no supera el 1,82 % valor que está dentro de los parámetros expuestos en el planteamiento del problema, cumpliendo con los objetivos planteados en el presente.

6. TRABAJOS FUTUROS

El modelo planteado deja abierta a temas de investigación referidos a la implementación de la arquitectura de una micro red de emergencia a nivel de distribución que incorpore generación distribuida como bancos de baterías las cuales alimenten a las subestaciones primarias más afectadas a causa de un evento climático extremo con la finalidad de reducir los niveles de energía no suministrada por parte del sistema. Además de la afectación aguas arriba, a niveles de sistemas de transmisión.

7. REFERENCIAS

- [1] I. T. H. E. Resilience, "The Grid: ¿Stronger, Bigger, Smarter?," no. April, 2015.
- [2] M. Panteli, P. Mancarella, and S. Member, "Modeling and Evaluating the Resilience of Critical Electrical Power Infrastructure to Extreme Weather Events," pp. 1–10, 2015.
- [3] Y. Wang, C. Chen, J. Wang, and R. Baldick, "Research on Resilience of Power Systems under Natural Disasters - A Review," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1604–1613, 2016.
- [4] H. You, V. Vittal, and Z. Yang, "Self-Healing in Power Systems: An Approach Using Islanding and Rate of Frequency Decline Based Load Shedding," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 22, no. 12, pp. 62–62, 2002.
- [5] D. H. Kim, D. A. Eisenberg, Y. H. Chun, and J. Park, "Network topology and resilience analysis of South Korean power grid," *Phys. A Stat. Mech. its Appl.*, vol. 465, pp. 13–24, 2017.
- [6] Y. Tang and R. Ayyanar, "Methodology of Automated Protection Analysis for Large Distribution Feeders With High Penetration of Photovoltaic Systems," *IEEE Power Energy Technol. Syst. J.*, vol. 4, no. 1, pp. 1–9, 2017.
- [7] S. Huang and V. Dinavahi, "Fast distribution network reconfiguration with graph theory," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 13, pp. 3286–3295, 2018.
- [8] C. Zhang, H. Chen, H. Ngan, P. Yang, and D. Hua, "A Mixed Interval Power Flow Analysis under Rectangular and Polar Coordinate System," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 2, pp. 1422–1429, 2017.
- [9] S. Kim and T. J. Overbye, "Mixed power flow analysis using AC and DC models," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 6, no. 10, p. 1053, 2012.
- [10] S. Kim and T. J. Overbye, "Hybrid power flow analysis: Combination of AC and DC models," *2011 IEEE Power Energy Conf. Illinois, PEI 2011*, pp. 11–14, 2011.
- [11] J. Najafi, A. Peiravi, and

- J. M. Guerrero, "Power distribution system improvement planning under hurricanes based on a new resilience index," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 39, no. April, pp. 592–604, 2018.
- [12] M. Mansfield and R. Economist, "Hurricane Sandy Multi-State Outage & Restoration Report," pp. 1–23, 2013.
- [13] D. M. Ward, "The effect of weather on grid systems and the reliability of electricity supply," pp. 103–113, 2013.
- [14] E. Office and P. August, "ECONOMIC BENEFITS OF INCREASING ELECTRIC GRID RESILIENCE TO Executive Office of the President," no. August, 2013.
- [15] R. J. Campbell, "Weather-Related Power Outages and Electric System Resiliency," 2012.
- [16] B. Oral and F. Dönmez, "The Impacts of Natural Disasters on Power Systems: Anatomy of The Impacts of Natural Disasters on Power Systems : Anatomy of the Marmara Earthquake Blackout," no. July 2010, 2014.
- [17] C. Henríquez, "Resiliencia Urbana," *Camino a Ciudad. Sustentables. Aportes desde la Investig. a las políticas públicas urbanas en Chile*, pp. 73–79, 2018.
- [18] L. Systems, "Operating under stress and strain," no. March, 1978.
- [19] W. Lu, Y. Bésanger, E. Zamaï, and D. Radu, "Blackouts: Description, Analysis and Classification," pp. 429–434, 2006.
- [20] W. Yuan *et al.*, "Robust Optimization-Based Resilient Distribution Network Planning Against Natural Disasters," vol. 7, no. 6, pp. 2817–2826, 2016.
- [21] B. Zeng and L. Zhao, "Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method," *Oper. Res. Lett.*, vol. 41, no. 5, pp. 457–461, 2013.
- [22] F. Ren, T. Zhao, J. Jiao, and Y. Hu, "Resilience Optimization for Complex Engineered Systems Based on the Multi-Dimensional Resilience Concept," *IEEE Access*, vol. 5, pp. 19352–19362, 2017.
- [23] R. Nateghi, "Multi-Dimensional Infrastructure Resilience Modeling: An Application to Hurricane-Prone Electric Power Distribution Systems," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 13478–13489, 2018.
- [24] Z. Bo and E. Hobson, "Bo% Hobson," vol. 144, no. 2, 1997.
- [25] T. Amraee and H. Saberi, "Controlled islanding using transmission switching and load shedding for enhancing power grid resilience," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 91, pp. 135–143, 2017.
- [26] M. Mosbah, S. Arif, R. D. Mohammadi, A. Hellal, and A. O. Function, "Optimum Dynamic Distribution Network Reconfiguration using Minimum Spanning Tree Algorithm," 2017.
- [27] Z. Li, M. Shahidehpour, F. Aminifar, A. Alabdulwahab, and Y. Al-Turki, "Networked Microgrids for Enhancing the Power System Resilience," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1289–1310, 2017.
- [28] V. Dumbrava, C.

- Lazaroiu, C. Roscia, and D. Zaninelli, "Expansion planning and reliability evaluation of distribution networks by heuristic algorithms," 2011.
- [29] Y. Hu, Z. Chang, and L. Sun, "Analysis of the Shortest Repaired Path of Distribution Network Based on Dijkstra Algorithm," pp. 73–76, 2009.
- [30] M. Brazil, M. Volz, M. Zachariasen, C. Ras, and D. Thomas, "Computational Geometry: Theory and Applications New pruning rules for the Steiner tree problem and 2-connected Steiner network problem," *Comput. Geom. Theory Appl.*, vol. 78, pp. 37–49, 2019.
- [31] X. Han *et al.*, "Distribution Network Planning Study with Distributed Generation Based on Steiner Tree Model," vol. 1, pp. 2–6, 2014.
- [32] A. K. Kiefner, "Minimizing path lengths in rectilinear Steiner minimum trees with fixed topology," *Oper. Res. Lett.*, vol. 44, no. 6, pp. 835–838, 2016.
- [33] E. Herrera Cisneros and E. Inga Ortega, "Planeación óptima de redes de distribución eléctrica aérea usando métodos heurísticos y procesos de simulación," 2018.
- [34] G. Celli, E. Ghiani, S. Mocci, and F. Pilo, "A Multiobjective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation," vol. 20, no. 2, pp. 750–757, 2005.
- [35] H. Falaghi, S. Member, M. Haghifam, and S. Member, "Ant Colony Optimization-Based Method for Placement of Sectionalizing Switches in Distribution Networks Using a Fuzzy Multiobjective Approach," vol. 24, no. 1, pp. 268–276, 2009.
- [36] M. R. Haghifam and M. Shahabi, "Optimal location and sizing of HV / MV substations in uncertainty load environment using genetic algorithm," vol. 63, 2002.
- [37] K. Prasad, R. Ranjan, N. C. Sahoo, and A. Chaturvedi, "Optimal Reconfiguration of Radial Distribution Systems Using a Fuzzy Mutated Genetic Algorithm," vol. 20, no. 2, pp. 2004–2006, 2005.

7.1 Estado del Arte

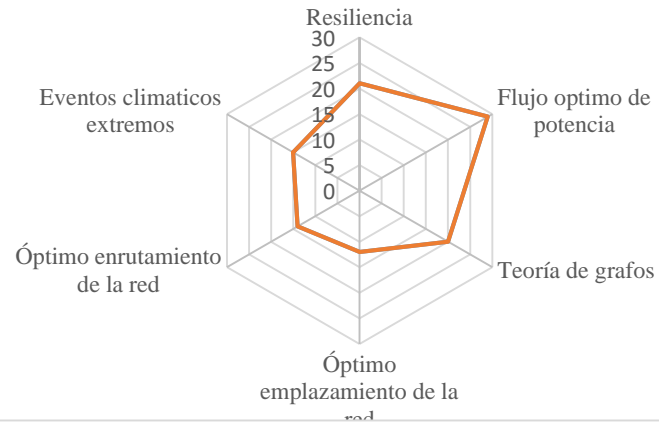
Tabla 7. Tabla del Estado del Arte

| MODELO RESILIENTE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CONSIDERANDO FLUJOS DE POTENCIA BASADO EN TEORÍA DE GRAFOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------|---|-------|-------------|--------------------------|------------------|--------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|------------------------------------|---|--|-------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|----------------------|------------------|---------------------|----------------------|-------|-----------------|-----|---|---------------------------------------|--|---|---|
| | DATOS | | | TEMÁTICA | | | | | | | | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA | | | ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN | | | | SOLUCIÓN PROPUESTA | | | | | | | | |
| ITEM | AÑO | TÍTULO DEL ARTÍCULO | CITAS | Resiliencia | Flujo óptimo de potencia | Teoría de grafos | Óptimo emplazamiento de la red | Óptimo enrutamiento de la red | Eventos climáticos extremos | Óptima enrutamiento red resiliente | Óptimo emplazamiento de transformadores | Mínimo costo de implementación del sistema | Consideración climática | Consideración de pérdidas técnicas | Restricción de flujos de potencia | Dispersión geografía | red urbana rural | Métodos heurísticos | atack-defender-atack | MINLP | Curva de fatiga | MST | Óptimo despliegue de la red de distribución | Resiliencia de la red de distribución | Flujo óptimo de potencia de la red de distribución | Reconfiguración del sistema de distribución | |
| 1 | 2015 | The Grid: Stronger, Bigger, Smarter | 137 | ✖ | □ | □ | ✖ | ✖ | ✖ | ✖ | □ | □ | ✖ | □ | □ | ✖ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ✖ | □ | □ |
| 2 | 2017 | Modeling and Evaluating the Resilience of Critical Electrical Power Infrastructure to Extreme Weather Events, | 108 | ✖ | ✖ | □ | ✖ | ✖ | ✖ | ✖ | ✖ | □ | ✖ | ✖ | □ | ✖ | ✖ | ✖ | □ | □ | ✖ | ✖ | □ | □ | ✖ | □ | ✖ |
| 3 | 2016 | Research on Resilience of Power Systems under Natural Disasters - A Review | 160 | ✖ | □ | □ | □ | □ | ✖ | □ | □ | □ | ✖ | ✖ | ✖ | ✖ | ✖ | ✖ | □ | □ | □ | ✖ | □ | □ | ✖ | □ | ✖ |
| 4 | 2003 | Self-Healing in Power Systems: An Approach Using Islanding and Rate of Frequency Decline Based Load Shedding | 313 | ✖ | ✖ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ✖ | ✖ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ✖ | □ | ✖ | □ |
| 5 | 2017 | Network topology and resilience analysis of South Korean power grid, | 14 | ✖ | ✖ | ✖ | □ | □ | ✖ | □ | □ | ✖ | ✖ | ✖ | ✖ | ✖ | ✖ | ✖ | □ | □ | ✖ | □ | □ | ✖ | □ | ✖ | ✖ |
| 6 | 2017 | Methodology of Automated Protection Analysis for Large Distribution Feeders With High Penetration of Photovoltaic Systems | 7 | ✖ | ✖ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ✖ | □ | ✖ | □ | ✖ | □ | □ | □ | □ | □ | ✖ | □ | □ | ✖ |
| 7 | 2018 | Fast distribution network reconfiguration with graph theory | 0 | □ | ✖ | ✖ | ✖ | ✖ | □ | ✖ | ✖ | ✖ | □ | □ | ✖ | □ | □ | □ | ✖ | □ | □ | □ | □ | ✖ | □ | ✖ | ✖ |
| 8 | 2017 | A Mixed Interval Power Flow Analysis under Rectangular and Polar Coordinate System | 19 | □ | ✖ | □ | ✖ | ✖ | □ | ✖ | ✖ | □ | □ | ✖ | ✖ | □ | □ | □ | □ | □ | ✖ | □ | □ | ✖ | □ | ✖ | □ |

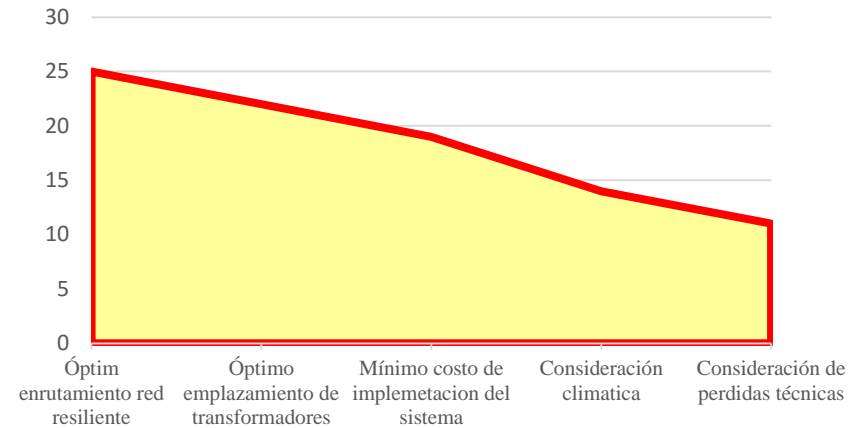
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|------|---|-----|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| 9 | 2012 | Mixed power flow analysis using AC and DC models, | 10 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 10 | 2011 | Hybrid power flow analysis: Combination of AC and DC models | 8 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 11 | 2018 | Power distribution system improvement planning under hurricanes based on a new resilience index | 0 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | |
| 12 | 2013 | Hurricane Sandy Multi-State Outage & Restoration Report | 10 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | |
| 13 | 2013 | The effect of weather on grid systems and the reliability of electricity supply | 29 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | |
| 14 | 2013 | ECONOMIC BENEFITS OF INCREASING ELECTRIC GRID RESILIENCE TO Executive Office of the President | 4 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | |
| 15 | 2012 | Weather-Related Power Outages and Electric System Resiliency | 161 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| 16 | 2010 | The Impacts of Natural Disasters on Power Systems : Anatomy of The Impacts of Natural Disasters on Power Systems : Anatomy of the Marmara Earthquake Blackout | 10 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | |
| 17 | 2014 | Resiliencia Urbana," Camino a Ciudad. Sustentables. Aportes desde la Investig. a las políticas públicas urbanas en Chile | 9 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| 18 | 1978 | Operating under stress and strain | 3 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| 19 | 1996 | Blackouts : Description , Analysis and Classification | 45 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| 20 | 2016 | Robust Optimization-Based Resilient Distribution Network Planning Against Natural Disasters | 85 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | |
| 21 | 2013 | Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method | 368 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | |
| 22 | 2017 | Resilience Optimization for Complex Engineered Systems Based on the Multi-Dimensional Resilience Concept | 3 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | |
| 23 | 2018 | Multi-Dimensional Infrastructure Resilience Modeling: An Application to Hurricane-Prone Electric Power Distribution Systems, | 4 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | |
| 24 | 1997 | Urban underground network expansion planning | 14 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | |
| 25 | 2017 | Controlled islanding using transmission switching and load shedding for enhancing power grid resilience | 8 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | |
| 26 | 2017 | Optimum Dynamic Distribution Network Reconfiguration using Minimum Spanning Tree Algorithm | 9 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | |
| 27 | 2017 | Networked Microgrids for Enhancing the Power System Resilience | 44 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | |
| 28 | 2011 | Expansion planning and reliability evaluation of distribution networks by heuristic algorithms | 13 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | |
| 29 | 2009 | Analysis of the Shortest Repaired Path of Distribution Network Based on Dijkstra Algorithm | 10 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|------|--|-----|--------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------|
| 30 | 2019 | Computational Geometry : Theory and Applications New pruning rules for the Steiner tree problem and 2- connected Steiner network problem | 2 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 31 | 2014 | Distribution Network Planning Study with Distributed Generation Based on Steiner Tree Model | 10 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 32 | 2016 | Minimizing path lengths in rectilinear Steiner minimum trees with fixed topology | 2 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 33 | 2018 | Planeación óptima de redes de distribución eléctrica aérea usando métodos heurísticos y procesos de simulación | 0 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 34 | 2005 | A Multiobjective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation | 781 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 35 | 2009 | Ant Colony Optimization-Based Method for Placement of Sectionalizing Switches in Distribution Networks Using a Fuzzy Multiobjective Approach | 161 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 36 | 2002 | Optimal location and sizing of HV / MV substations in uncertainty load environment using genetic algorithm | 96 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 37 | 2005 | Optimal Reconfiguration of Radial Distribution Systems Using a Fuzzy Mutated Genetic Algorithm | 141 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| CANTIDAD: | | | | 21 | 29 | 20 | 12 | 14 | 15 | 25 | 22 | 19 | 14 | 11 | 26 | 12 | 11 | 20 | 3 | 6 | 3 | 8 | 28 | 7 | 25 | 12 |

TEMÁTICA



FORMULACIÓN DEL PROBLEMA



SOLUCIÓN DADA MEDIANTE

